

Una previsión de la International Energy Agency (IEA) con proyección a veinticinco años sobre el desarrollo tecnológico del área.

# El futuro de las tecnologías de EOR

Por **Lic. Eugenia Stratta**

Frente al imperativo de asegurar el abastecimiento presente y futuro de hidrocarburos, las miradas se dirigen habitualmente a los recursos no convencionales, aunque no se deja de prestar atención a los yacimientos maduros que todavía tienen algo que aportar. Tienen la palabra las tecnologías de recuperación terciaria conocidas como *Enhanced Oil Recovery* (EOR), destinadas a incentivar la extracción de reservas remanentes en yacimientos que ya están en explotación.

En la última edición de *World Energy Outlook* (WEO), publicada en noviembre de 2014 por la *International Energy Agency* (IEA), se analiza la incidencia de la aplicación de tecnologías EOR sobre la producción mundial de petróleo crudo y se establecen proyecciones a veinticinco años, teniendo en cuenta las reservas remanentes existentes y los proyectos de recuperación terciaria que se están implementando en todo el mundo. Según esta publicación, esas tecnologías aportaron el 1,9% de petróleo crudo producido en el año 2013. Ese porcentaje se calcula en un 2% para 2020, en un 4,4% para 2030 y en un 7% para 2040.

Si se establece una comparación con las estimaciones de producción de *tight oil* se verá que estos hidrocarburos de fuentes no convencionales duplican actualmente el aporte del EOR, alcanzando un 3,9% del total de la producción mundial, situación que continuará hasta 2030 cuando llegará al 8%. Sin embargo, se estima que el crecimiento del *tight oil* comenzará a declinar llegando a un 6,5% en 2040, mientras la aplicación de los métodos de recuperación terciaria continuará incrementándose y será del 7% para ese mismo año.

La edición 2014 de WEO se referencia en la edición 2013 de la misma publicación, que incluye un capítulo especial destinado a EOR con proyecciones a 2035, y en la publicación *Resources to Reserves*, publicada por IEA en 2013. Las tecnologías de EOR contempladas en estas publicaciones incluyen la inyección de CO<sub>2</sub>, la opción más difundida, la inyección de otros gases miscibles y no miscibles, la inyección química (polímeros y surfactantes) y los métodos térmicos (inyección de vapor, combustión *in situ* y otros). Excluye otros métodos de recuperación aplicados a *tight oil*, *shale oil*, arenas bituminosas de Canadá, petróleos extra pesados de la Faja del Orinoco en Venezuela y otros yacimientos no convencionales.

## EOR y reservas remanentes

La historia de las técnicas de recuperación terciaria se remonta a la década de los setenta cuando comenzaron a aplicarse, aún con limitaciones impuestas por su alto costo en períodos de bajos precios del crudo. Desde entonces se

desarrollaron grandes proyectos para la aplicación de EOR en Estados Unidos, Canadá, China, Indonesia, Malasia y Venezuela entre otros países. También se destaca que se están realizando estudios con proyecciones muy alentadoras en México, en Argentina, en los yacimientos siberianos de Rusia y muy especialmente en Omán, Kuwait, Irán y otros países de Medio Oriente.

La técnica más aplicada desde esa época y la de menor costo es la inyección de CO<sub>2</sub>. Según IEA la inyección de CO<sub>2</sub> ofrece un potencial de recuperación de las reservas remanentes en yacimientos convencionales que oscila entre un 10% y un 15% que se concentra especialmente en Medio Oriente. Se estima que el incremento significativo de la aplicación de técnicas EOR previsto para 2040, se deberá a su implementación intensiva en países pertenecientes a la OPEP.

La WEO 2014 hace referencia a los posibles aportes de las tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono, conocidas por su nombre en inglés como CCS (*Carbon Capture and Storage*). El objetivo de esta técnica es eliminar CO<sub>2</sub> de la atmósfera para reducir el efecto invernadero y almacenarlo en formaciones geológicas o en espacios submarinos remotos. La CCS resultaría especialmente útil en países que necesitan reducir su cuota de carbono y el CO<sub>2</sub> almacenado podría tener aplicaciones industriales, entre ellas la inyección en yacimientos de hidrocarburos.

Como ejemplo de aplicación de CCS podemos citar el proyecto piloto que se desarrolla en Saskatchewan, Canadá, destinado a proveer de CO<sub>2</sub> a explotaciones petroleras cercanas. Una planta similar, ubicada en el estado de Mississippi, entrará en servicio en el transcurso de este año. En un estudio publicado por EIA-DOE, se considera que para 2020, el 47% del CO<sub>2</sub> requerido para la inyección en yacimientos de Estados Unidos provendrá de la tecnología CCS.



## Producción mundial de petróleo (MMm<sup>3</sup> / año)

	1990	2013	2020	2025	2030	2035	2040
Convencional	3783,9	4706,6	4793,7	4863,3	4880,7	4886,5	4909,8
Petróleo crudo	3458,9	3981,2	3946,4	3969,6	3934,8	3888,3	3853,5
Yacimientos existentes	3400,9	3905,8	3064,2	2495,5	2037,0	1688,8	1329,0
Yacimientos por desarrollar			766,1	1009,8	1085,3	1120,1	1236,1
Yacimientos por encontrar			29,0	319,2	597,8	800,9	951,8
EOR	58,0	81,2	92,9	139,3	208,9	278,6	336,6
Líquidos del gas natural	325,0	725,4	847,3	893,7	951,8	998,2	1056,2
No convencionales (*)	23,2	354,0	626,8	731,2	829,9	905,3	940,2
Total	3807,1	5066,5	5420,5	5594,6	5710,6	5791,9	5844,1

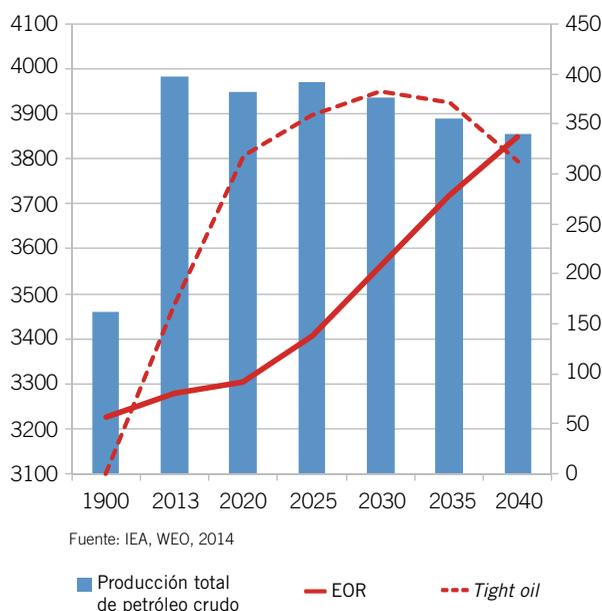
(\*) Incluye *tight oil*, *shale oil*, extrapesados, *gas to liquids* y otras fuentes.

Fuente: elaboración propia con datos publicados por IEA.

## Costos, precios e inversiones

Los estudios de IEA plantean que la vuelta hacia los yacimientos maduros por medio de la recuperación terciaria se debe a que su aplicación es más factible y económicamente aplicable que la explotación de yacimientos no convencionales, así como de los yacimientos ubicados en lugares remotos, como el Ártico o las profundidades de los océanos. Se trata de yacimientos en explotación, ubicados en regiones accesibles, con la infraestructura necesaria para su explotación que requieren menor inversión en perforaciones.

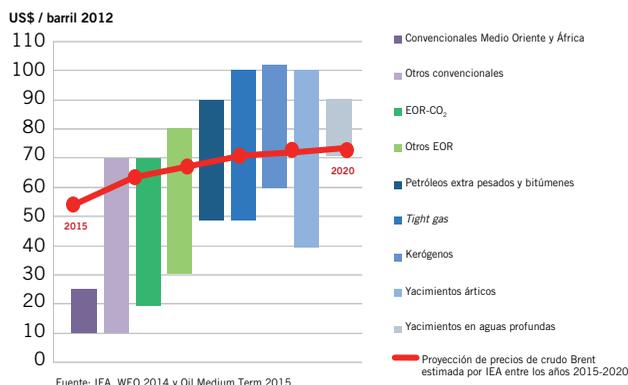
Los costos de EOR se estiman entre USD 20 y 80 por barril según la tecnología aplicada y los parámetros de cada yacimiento, los más reducidos son los correspondientes a inyección de CO<sub>2</sub>. En los otros tipos de yacimientos no convencionales o de sitios remotos mencionados, los costos oscilarían entre USD 50 y 100 por barril. Es de destacar que la agencia estatal estadounidense *Energy Information Administration* (EIA-DOE) en su *Annual Energy Outlook 2014* coincide con la IEA en los costos estimados para las EOR.



Fuente: IEA, WEO, 2014

### Producción de petróleo, EOR y TIGHT OIL (MMm<sup>3</sup>/año).

Fuente: elaboración propia con datos publicados por IEA.



Fuente: IEA, WEO 2014 y Oil Medium Term 2015

### Costos de producción de petróleo crudo. Proyección de precio del crudo.

Fuente: elaboración propia con datos publicados por IEA.

El análisis de costos y su comparación con los precios internacionales se realizó en períodos en que la cotización del petróleo crudo rondaba los USD 100 por barril. En el WEO 2014 se publicó una proyección tomando como referencia los precios del crudo Brent, que cotizaba a USD 106 por barril en 2013, en la que se plantea una cotización de USD 112 para 2020. En su reciente publicación *Oil Medium-Term Market Report 2015*, la IEA presenta dos estudios posteriores que plantean precios sensiblemente más bajos para 2020. En un análisis realizado en junio de 2014, cuando la cotización del Brent aún superaba los USD 100 se proyectó para 2020 un barril de USD 87. La última proyección que se publicó, realizada en febrero de 2015, cuando la cotización del crudo tomado como referencia rondaba los USD 55 por barril muestra previsiones poco optimistas: USD 62 para 2016, USD 70 para 2018 y USD 73 para 2020.

En el mencionado *Oil Medium-Term Market Report 2015*, en el que se revisan las cotizaciones futuras del crudo, se mantienen las previsiones de demanda mundial previstas en estudios anteriores. Es evidente que, de consolidarse las previsiones de precios, se deberán revisar las inversiones previstas y se deberán tomar nuevas decisiones respecto de los proyectos EOR en función de sus costos, aunque resulta claro que se deberá satisfacer de alguna manera la demanda. ■

**Eugenia Stratta** es Gerente de Biblioteca e Información Técnica del IAPG.